

## ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

В.М. Орловський

Полтавський національний технічний університет, 36011, Полтава, Першотравневий просп., 24,  
тел./факс (05322) 22850, e-mail: k50@pntu.poltava.ua

*Проведено аналіз чинників, що впливають на якість відокремлення пластів. Наведено статистичний аналіз якості цементування обсадних колон на бурових підприємствах України. Запропоновані нові термостійкі тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні, для цементування глибоких нафтових і газових свердловин.*

Ключові слова: термостійкий тампонажний матеріал, тампонажний матеріал, що розширюється.

*Проведен анализ факторов, влияющих на качество разобщения пластов. Приведен статистический анализ качества цементирования обсадных колон на буровых предприятиях Украины. Предложены новые термостойкие расширяющиеся тампонажные материалы для цементирования глубоких нефтяных и газовых скважин.*

Ключевые слова: термостойкий тампонажный материал, расширяющийся тампонажный материал.

*The analysis of factors influencing on quality of disconnector of stratum is conducted. The statistical analysis of quality of cementation of casings on the boring enterprises of Ukraine is resulted. New heat-resistant expansible cement materials are offered for cementation of oil and gases longholes.*

Keywords: heat-resistant cement of material, broadening cement of material.

Під час будівництва свердловин не рідко трапляються випадки неякісного цементування обсадних колон. Найбільш актуальною ця проблема є для експлуатаційних колон, і зумовлена тим, що кріплення геологічного розрізу експлуатаційною колоною є етапом закінчування свердловини, а неякісне цементування може звести нанівець результати всього процесу її будівництва. Від якості розмежування пластів залежать термін функціонування свердловини, тривалість її безводної експлуатації, можливість використання різних методів впливу на пласти та надійність роботи нафтових і газових свердловин.

Надійність і довговічність розмежування пластів забезпечується непроникністю цементного кільця та якісним його контактом з обсадними трубами і гірськими породами, а також термо- і корозійною стійкістю цементного каменю в умовах високих температур і тисків та дії агресивних середовищ.

Наслідком неякісного цементування експлуатаційних колон є виникнення заколонних газонафтоводопроводів (ГНВП) та міжколонних перетоків. Аналіз промислових даних [1] показує, що на родовищах газу в Україні від 10 до 60 % свердловин мають заколонні перетоки, що свідчить про їх непридатність до експлуатації. Для ліквідації заколонних ГНВП та міжколонних перетоків потрібні значні фінансові витрати. Крім того, такі роботи не завжди ефективні і потребують великих затрат часу.

На даний час у процесі цементування свердловин на бурових підприємствах України використовують переважно стандартний тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, цементно-золинні суміші (ЦЗС) на базі тампонажного портландцементу ПЦТІ-100 і золи кислоти (ЗК) теплових електростанцій, будівельний портландцемент ПЦІ-500-Н та спецементи ШПЦС,

ПЦТШ-Пол 5-100, ЦТП 1,5-100, ЦТО-100, ОШЦ [2]. Водночас, за допомогою досліджень [3, 4] доведено, що у процесі тужавіння цементний камінь у багатьох тампонажних цементів має тенденцію до деформації осідання, яка негативно впливає на надійність розмежування пластів. Як правило, це є головною причиною неякісного цементування. Тому актуальною є проблема надання тампонажним цементам властивості розширюватись у процесі тужавіння.

Цементи, що розширюються у процесі тужавіння, є змішаними вяжучими матеріалами, які складаються здебільшого з основи та розширювального компоненту. Технологія їх одержання складна, а вартість, враховуючи високу вартість вихідних матеріалів, досить висока [5, 6]. До того ж, на роботи з кріплення припадає значна сума (20–22%) від загальної вартості робіт з будівництва свердловин. Тому проводиться дослідження зі створення недорогих і ефективних тампонажних матеріалів, що розширюються в процесі тужавіння.

Протягом останніх десятиріч нафтові й газові свердловини досягли великих глибин, тому виникла необхідність у застосуванні термостійких тампонажних матеріалів, в тому числі і тих, що розширюються у процесі тужавіння. Сировину для таких тампонажних матеріалів можуть бути малоактивні техногенні мінеральні відходи.

Щорічно в нашій державі утворюється велика кількість мінеральних відходів промисловості, в тому числі від доломітового виробництва, з яких утилізується не більше 12% [7]. Ці техногенні продукти в поєднанні із стандартними вяжучими матеріалами можуть широко застосовуватись для виробництва термостійких тампонажних композицій, що розширюються при тужавінні.

Заколонні перетоки, що виникають у процесі освоєння та експлуатації нафтових і газових свердловин, внаслідок неякісного цементування обсадних колон, є однією з найгостріших проблем, яка спричиняє значні втрати вуглеводнів, забруднення надр, погіршення екологічного стану та ін.

Збільшення кількості свердловин із заколонними перетоками вказує на недостатню ефективність технологій кріплення (недосконалість технічних засобів і тампонажних матеріалів).

Статистичний аналіз якості кріплення глибоких свердловин стандартними тампонажними матеріалами на підприємствах ДП "Полтав-нафтогазгеологія" та ДП "Чернігівнафтогазгеологія" свідчить про недостатню якість зчеплення цементного каменю з обсадною колоною [4].

Внаслідок неякісного кріплення, у ВАТ "Укрнафта" за останні роки більшість фонду видобувних свердловин експлуатується з рівнем обводнення понад 70%, однією із причин якого є виникнення заколонних перетоків води між пластами з різним тиском на різних стадіях розробки родовища [8].

Міжколонні тиски (МТ) виникають як в процесі завершення, так і експлуатації свердловин. Аналіз, проведений за деякими родовищами нафти і газу починаючи з 1976 р. [9], свідчить, що МТ виявлені на значній кількості свердловин ще до здавання їх в експлуатацію. Так в НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" 23,5% газових свердловин, у яких МТ виникли на стадії спорудження, в ГПУ "Полтаванафтогазвидобування" – їх 16,7%.

У процесі закінчування свердловин на родовищах ДП "Укрбургаз" лише за п'ять років (з 1976 р.) МТ в експлуатаційних колонах зафіксовані в Шебелинському ВБР на 14 свердловинах (51, 53 Кременівська, 597, 624, 634, 638, 640 Шебелинська, 50 Новоселівська, 35, 57, 79, 90 Меліхівська, 50 Мироліувська, 56 Дружелюбівська), Хрещинському ВБР на 6 свердловинах (77 Розпашівська, 77 Стрілківська, 176, 213, 221, 262 Хрещинська), Полтавському ВБР на 1 свердловині (59 Гадяцька), Лисичанській ЕГБ на 1 свердловині (14 Лобачівська).

За даними ПВ УкрДГРІ за вісім років (з 1980 р.), в ДП "ПНГГ" і ДП "ЧНГГ" на етапі закінчування свердловин в експлуатаційних колонах зафіксовано сім випадків заколонних перетоків пластових флюїдів з МТ (2 Шевченківська, 21 Куличихінська, 12, 21 Матвійівська, 60 Перещепинська, 2 Мачухська, 15 Іскрівська), десять випадків негерметичності експлуатаційної колони, однією з причин якої була негерметичність цементного кільця (2 Голіковська, 1 Коробчинська, 21, 22 Куличихінська, 2 Комишнська, 2 Краснозаярська, 22 Котелевська, 13 Шевченківська, 60 Перещепинська, 422 Східно-Розумовська), у двох випадках, за даними акустичного цементоміра (АКЦ), контакт цементного каменю з експлуатаційною колоною був повністю або частково відсутній (2 Мачухська, 11 Голіковська).

В НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" протягом шести років (з 1995 р.) налічувалося від 81 до 102 свердловин, середній відсоток МТ в яких становив 6,7% [9]. В ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування" протягом п'яти років (з 1995 р.) середній відсоток з МТ склав 1,3% від загальної кількості (від 265 до 313) свердловин. Аналіз статистичних даних по цих підприємствах свідчить, що кількість свердловин з МТ зростає внаслідок введення в експлуатацію нових свердловин, виникнення МТ в процесі експлуатації свердловин та після невдалих ремонтних робіт з їх ліквідації.

На підземних сховищах газу (ПСГ) також спостерігаються МТ. Кількість свердловин з МТ тут коливається від 10 до 60%. Із 300 свердловин на ПСГ у 25% виявлені МТ з різними величинами (на 50% свердловин МТ до 0,1 МПа, на 25% – 0,1–1,0 МПа, на 20 % – 1,0–3,0 МПа, на 5% – 3,0–5,0 МПа, на деяких свердловинах МТ вищі 5,0 МПа) [1, 10–12].

За даними [13] на усіх ПСГ Прикарпаття існують свердловини, здані в експлуатацію з МТ, кількість яких в середньому становить 6,6% від загального фонду свердловин.

З 96 свердловин на ПСГ, пробурених у 1986 році Стрийським ВБР у західному регіоні України, 23% виявились негерметичними через низьку якість цементного кільця і негерметичність експлуатаційної колони [14].

Операції з ліквідації МТ потребують багато часу, значних матеріальних затрат і часто не є ефективними. За даними [9] протягом шести років (з 1995 р.) в НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" МТ виникли повторно на 70,5% газових свердловин, де вже проводились ремонтно-ізоляційні роботи, в ГПУ "Полтавагазвидобування" МТ виникли повторно на 41,7% свердловин.

В об'єднаннях "Головтюменьнафтогазу" (Росія) час на ліквідацію міжпластових перетоків на 21% перевищував середню тривалість проводки свердловини, а затрати становили 13% від вартості свердловин [15].

Для якісного розмежування пластів необхідною умовою є правильно підібрана технологія цементування заколонного простору свердловини. Залишки в затрубному просторі каналів, заповнених буровим розчином з низьким значенням динамічного напруження зсуву, визначають шляхи перетоків пластового флюїду. Можливим шляхом для міграції флюїду є наявність фільтраційної кірки на межі розділу гірської породи і цементного каменю, що може спричиняти утворення пустот внаслідок втрати нею води.

Дослідженнями встановлено, що основними причинами міжпластових перетоків є:

- тріщини, які виникають в гірському масиві в процесі буріння свердловини;
- неповне витіснення бурового розчину в процесі цементування;
- не змита глиниста кірка;
- канали, утворені в тампонажному розчині на контакті з іншими поверхнями, внаслідок відділення води;

**Таблиця 1 – Технологічні властивості нових тампонажних матеріалів, що розширюються під час тужавіння**

Склад тампонажного матеріалу, мас. часток %				В/С	Розширення, %			Міцність на стиснення через 2 доби/28 діб, МПа		
ПЦТІ-100	ШПЦС-120	ЦЗС- 1:1	ДМО		70 <sup>0</sup> С, 30 МПа	100 <sup>0</sup> С, 40 МПа	160 <sup>0</sup> С, 60 МПа	70 <sup>0</sup> С, 30 МПа	100 <sup>0</sup> С, 40 МПа	160 <sup>0</sup> С, 60 МПа
95	-	-	5	0,50	1,5	1,9	2,1	11,7/12,9	12,8/13,9	-
80	-	-	20	0,50	5,1	6,3	6,7	5,7/6,8	9,4/9,9	-
-	95	-	5	0,50	1,3	1,7	1,9	10,0/11,2	8,8/9,9	9,1/10,2
-	80	-	20	0,50	4,2	5,3	5,5	5,4/6,5	9,2/9,7	9,3/9,7
-	-	95	5	0,50	1,1	1,5	1,7	8,5/9,5	8,8/9,6	9,0/9,7
-	-	80	20	0,50	2,2	2,9	3,2	6,5/6,9	8,5/9,4	-

– канали, утворені газом, що піднімається стовпом тампонажного розчину;

– пустоти в тілі цементного каменю, який не встиг набрати достатньої міцності, заповнені надлишковою водою замішування;

– щілини між глинистою кіркою і гірською породою, заповнені водою;

– пустоти між глинистою кіркою і тампонажним каменем, заповнені водою, які виникають внаслідок синерезису фаз бурового і тампонажного розчинів;

– зазори між тампонажним каменем та обсадними трубами і стінками свердловини, що утворюються внаслідок відділення з тампонажного розчину надлишкової води і контракції;

– тріщини, які з'являються в тампонажному камені в процесі перфорації продуктивного горизонту.

Нестабільність технологічних параметрів тампонажного розчину в процесі його приготування призводить до формування в заколонному просторі неоднорідного стовпа тампонажного розчину, седиментації твердої фази та відділення надлишкової води. Внаслідок цього в заколонному просторі утворюються заповнені водою пустоти, а в похило-спрямованих свердловинах може формуватись канал вірогідної міграції флюїду.

За даними [16, 17] у процесі цементування свердловин звичайними тампонажними матеріалами, в інтервалах залягання непроникних порід і міжколонного простору утворюється камінь з деформацією осідання та високою проникністю. В таких інтервалах контакт каменю з обсадною колоною та породою поганий. Це може бути однією з причин міграції флюїдів.

З метою підвищення якості кріплення свердловин, зокрема продуктивних горизонтів, в умовах дії високих температур (70–160<sup>0</sup>С) та полімінеральної агресії, спільно з Полтавським відділенням УкрДГРІ, запропоновано спеціальну домішку до тампонажних цементів – модифіковану природну суміш неорганічних з'єднань кальцію і магнію, на основі якої розроблено рецептури термостійких тампонажних матеріалів, що розширюються у процесі тужавіння. В рецептурах нових тампонажних сумішей як в'язуча основа використовується тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, шлакопіщаний цемент спільного помелу ШПЦС-120

та цементно-золяна суміш (ЦЗС) – 1:1, а як компонент, що розширюється у процесі тужавіння, домішка 5–20 масових часток % меленого доломітового борошна обпаленого (ДБО).

Доломітове борошно обпалене є побічним продуктом виробництва металургійного доломіту, що накопичується в процесі випалювання доломітової руди в обортових печах. ДБО потребує домелювання в шарових млинах. Мелене ДБО являє собою порошкоподібний матеріал світло-сірого кольору густиною 3100–3300 кг/м<sup>3</sup> з питомою поверхнею 270–380 м<sup>2</sup>/кг, в залежності від фракційного складу. Хімічний склад її, масових часток %: СаО – 50–60, MgO – 28–30, SiO<sub>2</sub> – 6–8, R<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (полуторні окисли алюмінію і заліза) – не більше 5–9, втрати маси у процесі пропалювання (в. п. п.) – 2,5.

Нові термостійкі тампонажні матеріали, що розширюються під час тужавіння, випробувані в автоклавних умовах в термічному інтервалі 70–160<sup>0</sup>С. В таблиці 1 наведені їх основні технологічні властивості. Такі тампонажні матеріали мають коефіцієнт розширення 1,1–6,7% залежно від типу в'язучого, вмісту розширювального компонента і температури випробувань; високу термостійкість та високі показники міцності.

Терміни прокачування нових тампонажних матеріалів легко регулюються за допомогою стандартних сповільнювачів, наприклад, нітрилотриметилфосфонові кислоти (НТФК).

Необхідна кількість домішки розширювального компонента залежить від пластової температури у свердловині. Із збільшенням температури кількість домішки ДБО зменшують.

Механізм розширення розроблених тампонажних сумішей, реалізується за рахунок утворення гідроксидів кальцію і магнію, кристали яких мають більший об'єм, ніж вихідні оксиди. Їх термостійкість обумовлена фазовим складом продуктів тужавіння за підвищених температур і тисків та тривалого автоклавування. Серед новоутворень в нових композиціях переважають термодинамічно стійкі за високих температур сполуки – низькоосновні гідросилікати кальцію типу CSH(B) і тоберморит.

Приготування нових тампонажних сумішей здійснюється на бурових майданчиках, шляхом змішування тампонажного цементу і

домішки перетарюванням через цементозмішуючі машини протягом трьох циклів.

Дослідженнями встановлено, що застосування меленого доломітового борошна обпаленого в якості домішки до тампонажних цементів, що розширюється під час тужавіння, дозволяє підвищити міцність тампонажного каменю та зменшити його проникність. Застосування нових тампонажних матеріалів дасть змогу підвищити якість розмежування пластів у глибоких нафтових і газових свердловинах, зокрема високонапірних нафтових і газових горизонтів.

На даний час нова мінеральна домішка — мелене ДБО та розроблені на його основі термостійкі тампонажні матеріали, що розширюються під час тужавіння, успішно впроваджуються на бурових підприємствах БУ „Укрбургаз” у процесі цементування глибоких нафтових і газових свердловин.

### Література

1 Інструкція щодо визначення умов використання газових свердловин з наявністю міжколонного тиску, пробурених на шельфі Чорного і Азовського морів / затв. Держнафтогазпром України, ВАТ "Український нафтогазовий інститут", ДВП "Чорноморнафтогаз" 1997. — [Термін дії не встановлений]. — К.: Держнафтогазпром України, 1997. — 11 с. — (Нормативний документ).

2 Сучасний стан і перспективи розвитку виробництва тампонажних матеріалів в Україні / В.Ф. Горський, П. В. Горський, Ю. Ф. Шевчук [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. — 2000. — № 5. — С. 19–20.

3 Булатов А.И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. — М.: Недра, 1987. — 280 с.

4 Аналіз причин неякісного розмежування пластів в умовах Дніпровсько-Донецької западини / Р.В. Бандур, О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2003. — № 3. — С. 127–130.

5 Михайлов В.В. Расширяющийся цемент и его применение в строительстве / В.В. Михайлов, Б.Г. Скрамтаев, Э.З. Юдович // Цемент. — 1949. — № 12. — С. 4.

6 Кравченко И.В. Расширяющиеся цементы / И.В. Кравченко. — М.: Госстройиздат, 1962. — С. 34.

7 Дмитриев А.И. Проблемы использования техногенных материалов при производстве цемента / А.И. Дмитриев, В.Е. Каушанский // Цемент. — 1988. — № 9. — С. 2–3.

8 Впровадження розширювального тампонажного матеріалу під час кріплення свердловин у складних гірничо-геологічних умовах / С.В. Трифонов, С.В. Чеканов, А.Б. Скочелас [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. — 2003. — № 3. — С. 30–32.

9 Лазаренко О.Г. Удосконалення тампонування газових свердловин (на прикладі родовищ Дніпровсько-Донецької западини): дис. ... канд. техн. наук: 05.15.10 / Лазаренко Олександр Григорович. — Івано-Франківськ, 2002. — 163 с.

10 Контроль за роботою свердловин з міжколонним тиском. Ліквідація міжколонних тисків на родовищах і ПСГ АТ "Укргазпром": Звіт НДР (заключн.) / Український науково-дослідний інститут природних газів. — 100 УГП/95, 9746.56/96.96); № 0195.018633; Інв. № 0-3064. — Харків, 1996. — 55 с.

11 Контроль за роботою свердловин з міжколонними тисками. Пропозиції по ліквідації міжколонних тисків на родовищах і ПСГ: Звіт НДР (заключн.) / Український науково-дослідний інститут природних газів. — 100 УГП/95-98 (46.244/97-98); № 01.95.U018633; Інв. № 0-3181. — Харків, 1998. — 40 с.

12 Навроцкий Б.И. Основные результаты цементирования скважин подземных хранилищ газа Прикарпатья / Б.И. Навроцкий. — Івано-Франківськ, 1987. — 15 с. — Деп. в УкрНИИНТИ 29.09.87, № 2766-Ук87.

13 Баранецкий М.В. Підвищення якості кріплення свердловин підземних сховищ газу Прикарпаття: автореф. дис. на здобуття наук ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.10 "Буріння свердловин" / М. В. Баранецкий. — Івано-Франківськ, 1999. — 17 с.

14 Разработка и внедрение технологии применения тампонажного раствора для качественного крепления эксплуатационных колон при строительстве скважин на ПХГ ВПО "Укргазпром": Отчет о НИР (заключительн.) / Украинский научно-исследовательский институт природных газов. — (01.Ц.04.03.04.03.21/87.90)/ 21.21.03; № 01870082165; Інв. № 0-2178. — Харьков, 1987. — 119 с.

15 Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях / М.О. Ашрафьян — Недра, 1989. — С. 11.

16 Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский — М.: Недра, 1978. — 293 с.

17 Гамзатов С.И. Применение вяжущих веществ в нефтяных и газовых скважинах / С.И. Гамзатов — М.: Недра, 1985. — 148 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
18.02.10

Рекомендована до друку професором  
Зоценком М.Л.